

MÉTODO PARA OPTIMIZAR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA DE GRANDES USUARIOS EN COLOMBIA, INCORPORANDO
FLEXIBILIDAD DE LA DEMANDA

EDISON CARDONA RENDÓN

ecardona@xm.com.co
Código: 201120049006

Asesores:

Mónica Henao Cálad
Gustavo López Álvarez

ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN
UNIVERSIDAD EAFIT



TABLA DE CONTENIDO

1	Introducción.....	7
1.1	Justificación y delimitación del problema	8
1.2	Objetivos	10
1.3	Contexto.....	10
2	Marco conceptual: flexibilidad de la demanda.....	15
2.1	Definiciones	15
2.2	Alternativas de respuesta de la demanda por parte del consumidor	16
2.2.1	<i>Reducción del consumo de energía eléctrica</i>	16
2.2.2	<i>Programas de respuesta de la demanda</i>	16
2.3	Beneficios de la respuesta de la demanda.....	17
2.3.1	<i>Mercado mayorista</i>	17
2.3.2	<i>Confiabilidad del sistema eléctrico</i>	18
2.3.3	<i>Usuarios Regulados y No Regulados</i>	18
2.3.4	<i>Medio ambiente</i>	18
2.4	Formulación de la elasticidad de la demanda	18
2.5	Modelo económico de la demanda con elasticidad propia	20
2.6	Experiencias de respuesta de la demanda	21
2.6.1	<i>Experiencias en Colombia</i>	21
2.6.2	<i>Experiencias internacionales</i>	21
2.6.2.1	Usuario final	21
2.6.2.2	Experiencias internacionales - sensibilidad de la demanda de los usuarios residenciales.....	21
2.6.2.3	Experiencia internacional - agregadores de demanda para energía flexible	22
2.7	Costos asociados a los programas de respuesta de la demanda.....	22
3.	Método propuesto para incentivar la respuesta de la demanda en el mercado eléctrico colombiano.....	23
3.1	Fuentes de consulta del ejercicio de vigilancia tecnológica	23
3.1.1	<i>Consultas</i>	23

3.1.2	<i>Análisis de pertinencia de las fuentes de consulta</i>	25
3.1.3	<i>Análisis de fuentes de consulta</i>	28
3.2	Pertinencia del marco regulatorio colombiano	30
3.3	Costos asociados a los programas de respuesta de la demanda para el caso colombiano	31
3.4	Valoración del método de respuesta de la demanda para Colombia	31
3.5	Definición de las simulaciones	31
3.6	Simulaciones	32
3.6.1	<i>Selección de días por estudiar</i>	32
3.6.2	<i>Desagregación de la demanda total por tipo de usuario</i>	32
3.6.3	<i>Análisis de flexibilidad de la demanda</i>	33
3.6.4	<i>Simulación de nuevos despachos económicos</i>	36
3.6.5	<i>Simulación de nuevos despachos ideales</i>	37
3.6.6	<i>Cálculo de costos y beneficios del modelo</i>	37
3.7	Análisis de los resultados obtenidos	39
4.	Conclusiones y recomendaciones	39
5.	Referencias bibliográficas	41

Lista de figuras

Figura 1. Curva de demanda de energía de Colombia	10
Figura 2. Curva de demanda de energía y estadística de precios de bolsa.....	11
Figura 3. Porcentajes máximos de descuento en precio de bolsa.....	12
Figura 3. Porcentajes máximos de descuento en precio de bolsa.....	13
Figura 5. Programas de respuesta de la demanda.....	16
Figura 6. Curva típica de precio vs. demanda	18
Figura 7. Resultados del ejercicio de vigilancia tecnológica	23
Figura 8. Evolución del requerimiento de demanda para ser considerado UNR.....	29
Figura 9. Curvas de carga por tipo de usuario para el día 16 de febrero de 2011	32
Figura 10. Nuevas demandas del CASO 1, considerando la flexibilidad del consumo	34
Figura 11. Nuevas demandas del CASO 1, considerando el triple de flexibilidad del consumo	35

Lista de tablas

Tabla 1. Pertinencia de las fuentes de consulta.....	24
Tabla 2. Flexibilidad de la demanda por sector de la economía	33
Tabla 3. Costos totales de producción del sistema y beneficios para los casos estudiados.....	36
Tabla 4. Costos y beneficios para los grandes UNR del sistema en los casos estudiados	37

Resumen

Mediante un análisis de los diferentes métodos utilizados a nivel internacional para incentivar la respuesta de la demanda de energía a los precios del mercado, en este trabajo se propone el método que mejor se adapta al sistema y al mercado de energía en Colombia, con el objetivo de lograr beneficios para todos los actores que participan del negocio de la energía eléctrica en el país.

El análisis microeconómico, con casos de simulación de las transacciones en el mercado de energía, permite concluir que, en Colombia, el uso generalizado del modelo que considera Tiempo de Uso –TOU–, con la participación de los grandes Usuarios No Regulados –UNR–, en respuesta a una señal de precio de bolsa en Tiempo Real, mediante la flexibilidad de sus procesos productivos, representa beneficios importantes, sin necesidad de realizar modificaciones regulatorias ni efectuar inversiones en infraestructura para lograr la implementación del modelo.

Este método es muy beneficioso para el mercado eléctrico colombiano, ya que incentiva a los grandes usuarios nacionales para que en el transcurso del día consuman energía eléctrica en las horas de demanda mínima, denominadas horas de valle, y adicionalmente reduzcan los consumos de energía en los periodos de demanda máxima, llamados horas de pico, en consideración a los altos costos de la energía en estos periodos del día, buscando de este modo reducir los consumos en demanda máxima y aumentarlos en demanda mínima, lo que finalmente representaría una menor variabilidad de los consumos de energía diaria. El resultado será lograr un aplanamiento de la curva de carga, lo cual conlleva una optimización de los costos de la producción de energía eléctrica en Colombia.

Palabras clave

Respuesta de la demanda, flexibilidad de la demanda, aplanamiento curva de curva de carga, UNR, precio de la energía, precio de pico, agregadores de demanda, mercado de energía mayorista Colombia.

Abstract

Through an analysis of the different methods that are used internationally to encourage demand response to the energy market prices, this paper proposes the best suited to the Colombian energy market in order to achieve benefits for all actors involved in the electric power business in the country.

Microeconomic analysis with simulation cases of energy market transactions, conclude that in Colombia, the widespread use of the model that considers Time of Use –TOU–, with the participation of large Unregulated Users –UNR–, in response to a price signal from the Real Time wholesale energy market, thanks to the flexibility of their production processes, represents important benefits without requiring modifications or regulatory nor infrastructure investments in order to achieve implementation.

This method is very beneficial to the Colombian electricity market as it encourages large national users in the course of the day to consume electricity in off-peak hours designated valley hours, and to reduce energy consumption during periods of peak demand, in response to the high costs that are presented in these periods of the day, seeking thereby to reduce consumption at peak demand and increasing the ones at minimum demand, which ultimately represents less variability of daily energy consumption. The final result will be to achieve a flattening of the load curve leading to a cost optimization for electricity production in Colombia.

Key words

Demand Response, flexible demand, energy prices, peak shaving, load aggregators, Colombian wholesale energy market.

1. Introducción

En este artículo se identifica y se propone implementar un método que incorpore flexibilidad de la demanda y que se adapte satisfactoriamente al mercado eléctrico colombiano, a partir del análisis de diferentes métodos, con el objetivo de incentivar a los grandes usuarios nacionales de energía para que trasladen consumos desde las horas de demanda máxima, llamados horas de pico, hacia las horas de demanda mínima, denominadas horas de valle, permitiendo así reducir los consumos en demanda máxima y aumentarlos en demanda mínima, lo que finalmente representará una menor variabilidad de los consumos de energía diaria. Esta acción, que se conoce como aplanamiento de la curva de carga, conllevará una optimización de los costos de producción de energía eléctrica en Colombia.

Si los grandes usuarios del servicio de energía eléctrica en Colombia conocen los precios de la energía a nivel horario, y si tienen algún incentivo económico que los motive a responder a esos precios y a adecuar sus procesos productivos para modificar su curva de carga diaria, podrían minimizar los gastos realizados en compras de energía eléctrica y aumentar la competitividad de sus empresas.

La incorporación de tecnologías avanzadas que permiten la integración activa del usuario final de la energía eléctrica para lograr un crecimiento eficiente y sostenible, lo que es conocido como una red inteligente,¹ que cuenta con la instalación de equipos electrónicos avanzados para medición de energía, conocidos como medidores inteligentes y con la implementación de medios de comunicación adecuados, permite a los comercializadores de energía y a los usuarios finales tener la información necesaria para diseñar las estrategias de respuesta de la demanda y realizar la gestión requerida que les permita optimizar las ventas y las compras de energía en el mercado.

Para identificar el método que, incorporando redes inteligentes y flexibilidad de la demanda, mejor se adapta al mercado eléctrico colombiano, se realiza un análisis detallado de las experiencias internacionales en la aplicación de diferentes métodos, identificando las técnicas utilizadas y los resultados económicos de su aplicación en los diferentes integrantes de la cadena de producción de energía. A nivel nacional se pueden considerar como referencias relacionadas los estudios realizados por la empresa XM², que es la empresa operadora del sistema y del mercado eléctrico colombiano (Gutiérrez, 2011), y los análisis realizados por la Universidad de los Andes (Barato & Cadena, 2011).

¹ Redes inteligentes o Smart Grids. Para ampliar información visitar el sitio web: www.colombiainteligente.com.co o <http://smartgrid.ieee.org/>.

² Expertos en Mercados S.A.E.S.P., operador del mercado eléctrico colombiano. Para ampliar información visitar el sitio web: www.xm.com.co.

Entre las experiencias internacionales son de gran valor las que se han tenido en el mercado de Estados Unidos de América, principalmente las de las empresas NYISO³ y PJM,⁴ y la experiencia de OMEL⁵ en España.

Con el objetivo de capitalizar la información de las experiencias analizadas, para los diferentes mercados de energía, se propondrá un método para Colombia y se realizarán cálculos de los posibles beneficios que obtendrían los diferentes agentes del mercado de energía actual.

A continuación, se realiza una presentación del problema, se describen los objetivos de la investigación y se define el contexto necesario.

1.1 Justificación y delimitación del problema

Los costos de la energía eléctrica en Colombia son el resultado de un proceso de subasta en la bolsa de energía, que se realiza para cada una de las veinticuatro horas del día, según lo establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG⁶–. Considerando que la demanda en los periodos del pico (horas 18 a 20 de cada día) es muy superior a la de los periodos de valle, que son los periodos restantes del día, se requiere en estos periodos del pico el uso de recursos de generación de mucho mayor precio de oferta, lo que incrementa de manera significativa el precio de bolsa en tales horas, aumentando el costo promedio de la energía en Colombia.

Otro componente importante del sobrecosto aparece cuando se requiere el uso de recursos de generación térmica, típicamente con altos costos de producción, que, una vez encendidos, deben permanecer en servicio durante largos periodos de tiempo impidiendo el uso de recursos de menor precio de oferta, lo que se denomina restricción y también implica sobrecostos para el sistema eléctrico.

El problema radica en que, como lo establecen las reglas del mercado eléctrico colombiano, todos los usuarios del mercado de energía regulada tienen una misma tarifa para las veinticuatro horas del día (CREG, 1995), y los Usuarios No Regulados –UNR– del mercado de energía, que corresponden al 32% (XM, 2011) del mercado, carecen de suficientes incentivos que los animen a consumir la energía en las horas en que cuesta menos producirla. Aunque en el corto plazo esta situación no es evidenciada por el usuario

³ New York Independent System Operator, operador del mercado eléctrico del estado de Nueva York y sus estados vecinos. Para ampliar información visitar el sitio web: <http://www.nyiso.com>.

⁴ Pensilvania, Nueva Jersey y Maryland; es el operador del mercado eléctrico de estos estados.

⁵ Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A. Para ampliar información visitar el sitio web: <http://www.omelholding.es>

⁶ Institución del gobierno colombiano encargada de establecer la reglamentación para las actividades relacionadas con la prestación de servicios públicos.

final, sí tiene un impacto importante en el mediano y largo plazo, ya que se refleja en la tarifa facturada al usuario dos meses luego de realizados los consumos.

Del análisis elaborado sobre la flexibilidad de la demanda en Colombia, Gutiérrez (2011) concluye que desde el punto de vista del mediano y el largo plazo, la demanda en Colombia es muy poco flexible, es decir, no tiene incentivos económicos para variar sus consumos de energía.

Desde el punto de vista del corto plazo, que es el énfasis de este trabajo de grado, Barato & Cadena (2011) realizan análisis muy importantes que muestran los beneficios de un programa de demanda flexible en Colombia, y, luego de hacer un examen de una parte de los usuarios del sistema, plantean una serie de trabajos y estudios complementarios que deben ser considerados a futuro.

Luego de un análisis de vigilancia tecnológica se logró verificar el auge que ha tenido el tema en los Estados Unidos de América, durante los años 2010 y 2011. Entre las experiencias internacionales en el mercado de este país, se destacan las de las empresas NYISO y PJM (Walawalkar *et al.*, 2010), en las cuales se pueden cuantificar los beneficios obtenidos con la penetración de prácticas de demanda flexible apoyadas en la instalación de equipos de medición avanzada del consumo de los usuarios, y adicionalmente se discuten las predicciones de cubrimiento, cada vez más generalizado, de demandas flexibles en los dos grandes mercados de los Estados Unidos que corresponden a tales empresas (respectivamente, Nueva York, y Pensilvania, Nueva Jersey y Maryland).

También es evidente la buena experiencia de OMEL en España (OMEL, 2011), en la cual es muy interesante analizar los procedimientos utilizados para incorporar la demanda y las ofertas variables a fin de optimizar los costos de la energía.

Se puede considerar que este trabajo es una extensión del estudio realizado por la Universidad de los Andes (Barato & Cadena, 2011), en la medida en que aborda algunos de los temas de trabajo futuro que fueron planteados por el mismo.

En este trabajo de grado se realizan análisis microeconómicos de los beneficios de utilizar el mecanismo de diferenciación de la tarifa horaria, mostrando, mediante un ejercicio de simulación, y basados en información histórica, las ventajas para los diferentes agentes que hacen parte de la cadena productiva de la energía en Colombia.

Es importante resaltar que los UNR –los cuales, como se dijo, representan el 32% de la energía del mercado eléctrico colombiano–, son un segmento muy importante de usuarios que, desde el punto de vista de infraestructura, ya poseen sistemas de medición inteligente y que fácilmente podrían hacer parte de la demanda flexible, que optimizaría sus gastos de compra de energía en el mercado.

1.2 Objetivos

Identificar un método que incorpore la flexibilidad de la demanda y que, a partir del análisis de diferentes métodos, demuestre ser el que mejor se adapte al mercado eléctrico colombiano, con el fin de incentivar a los grandes usuarios nacionales a trasladar consumos de energía eléctrica a las horas de menor consumo (horas de valle), para reducir los grandes picos (aplanar la curva) de carga nacional, optimizando así los costos de la energía eléctrica en Colombia.

Para lograr este objetivo principal se realiza un análisis de los diferentes mecanismos de flexibilidad de la demanda utilizados a nivel internacional, evaluando en cada caso tanto los requerimientos para su implementación en Colombia como los impactos desde el punto de vista económico para los diferentes agentes que hacen parte de la cadena productiva de la energía eléctrica en Colombia.

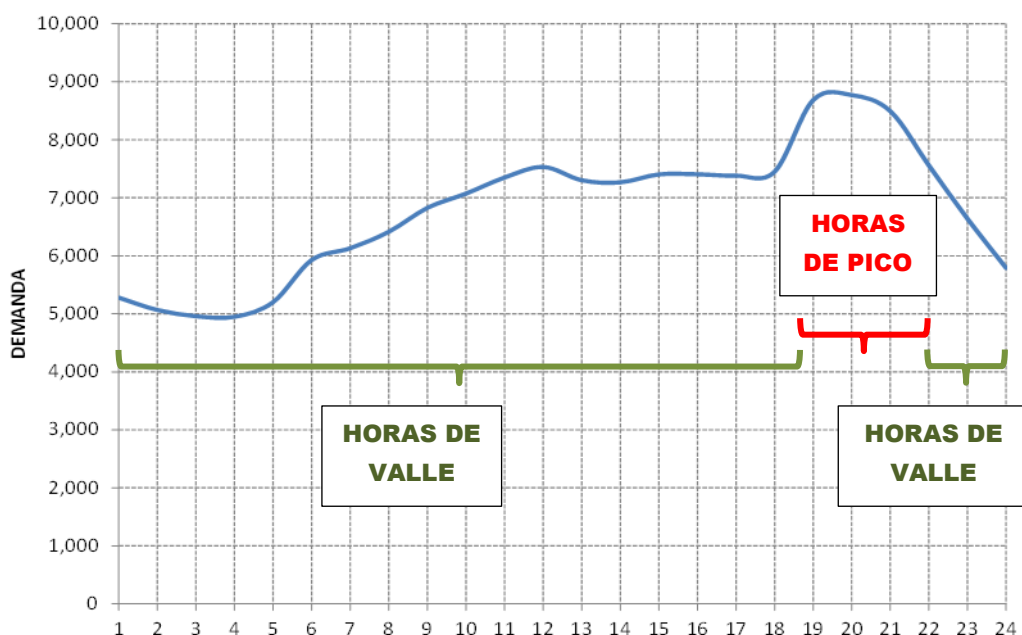
1.3 Contexto

El reglamento para la operación y administración del mercado eléctrico colombiano es establecido por la CREG (1995). Para evitar distorsiones en el mercado por la alta variabilidad de las ofertas horarias, en el año 2001 se estableció un único precio de oferta diario para los generadores de energía en Colombia (CREG, 2001).

El despacho económico, que consiste en la optimización diaria de todos los recursos de generación de energía en Colombia para atender la demanda de energía eléctrica nacional, es elaborado en la bolsa de energía por la empresa XM, que es la operadora del sistema y del mercado eléctrico colombiano, con base en el reglamento de operación.

Tal optimización la realiza XM partiendo de las ofertas de precio y de la disponibilidad de generación que realizan todas las plantas de generación, y las programa en orden de mérito hasta completar el valor esperado de la demanda por atender para cada hora del día siguiente. La Figura 1 muestra la característica típica de la curva de demanda de energía de Colombia; en ella se evidencia que la demanda mínima de potencia del país es de 5.000 MW, y ocurre típicamente a las tres de la mañana; también se observa que la máxima demanda de potencia ocurre a las siete de la noche y es de 9.000 MW.

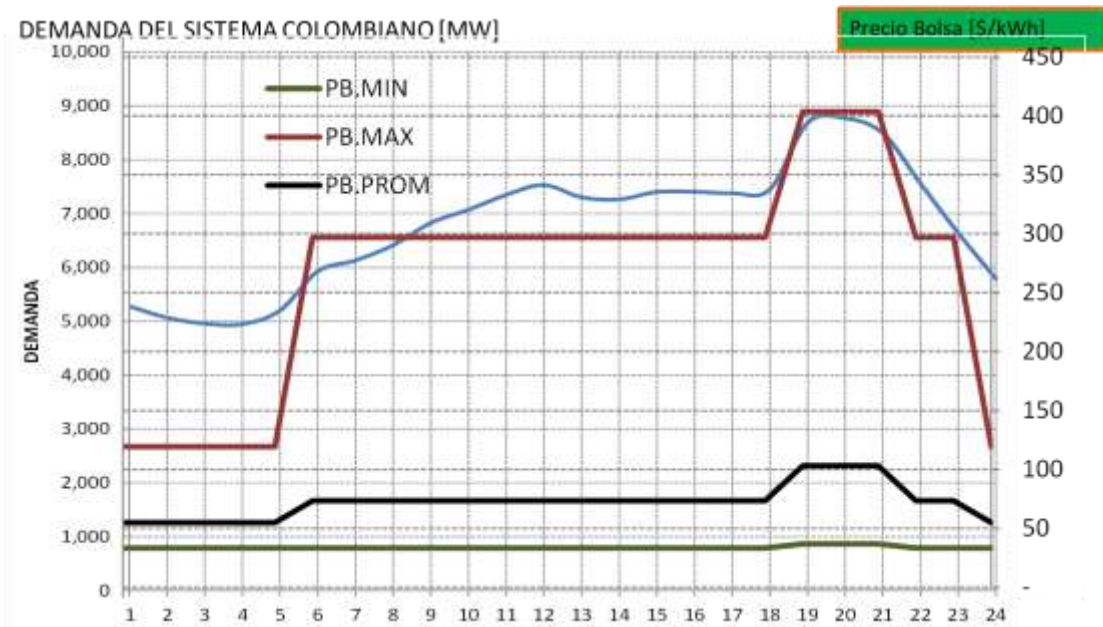
Figura 1. Curva de demanda de energía de Colombia



Fuente: XM, 2011a.

Como el proceso de producción de energía eléctrica en Colombia parte de un mercado basado en la teoría marginalista, el resultado del programa de generación implica bajos costos marginales para los periodos de menores consumos de energía, que son los periodos de amanecida (desde las once de la noche hasta las cinco de la mañana de todos los días), y mayores costos para los periodos de demanda máxima (entre las seis de la tarde y las nueve de la noche de todos los días). La Figura 2 muestra la demanda en color azul, con los valores del eje en lado izquierdo, con una superposición de los precios de bolsa máximos, mínimos y promedio históricos, considerando el comportamiento de la bolsa de energía entre enero del año 2011 y marzo del 2012.

Figura 2. Curva de demanda de energía y estadística de precios de bolsa

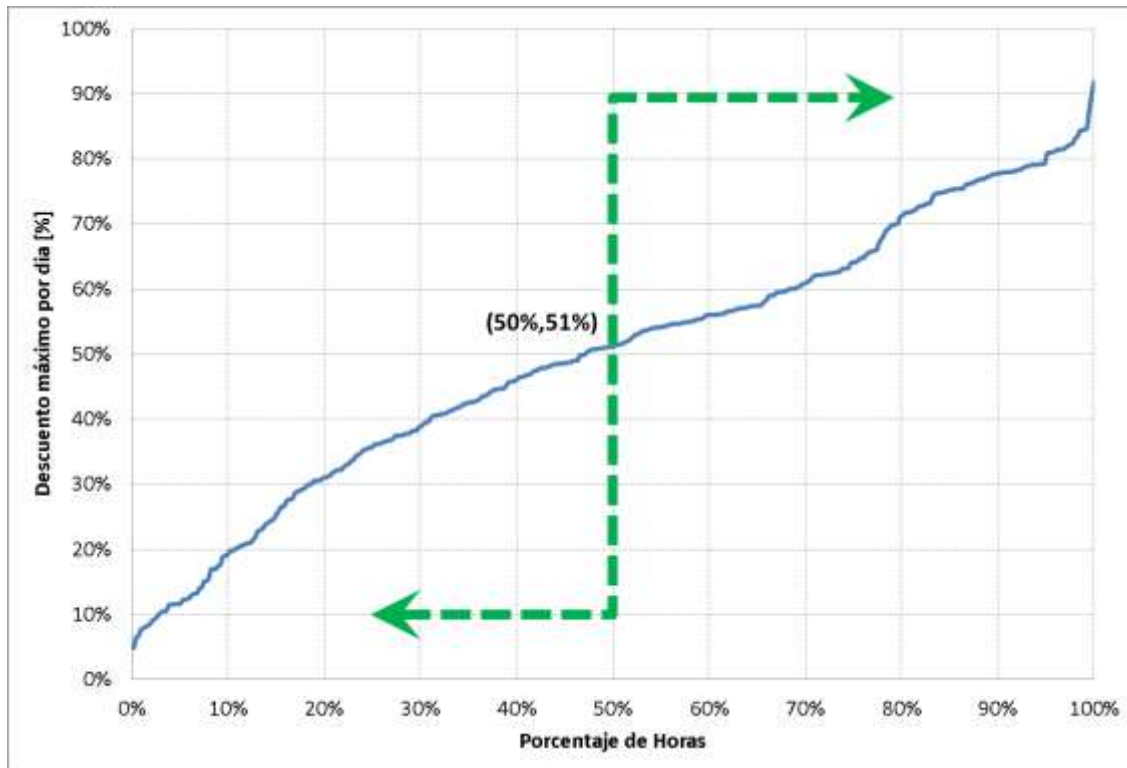


Fuente: XM, 2011.

En la Figura 2 se pueden observar los precios de bolsa, que son los que realmente representan los costos de producción de energía en Colombia, evidenciándose una diferencia importante entre los precios de bolsa mínimos, en pesos colombianos por kilovatio hora, de (\$40/kWh) y los máximos (\$400/kWh). También se puede observar cómo los precios de bolsa en la demanda máxima siempre son superiores, con un buen margen, con respecto a los precios de bolsa en los periodos de demanda mínima.

En la Figura 3 se presenta la distribución acumulada de los porcentajes máximos de descuento que se podrían obtener al desplazar el consumo de 1 kWh desde los periodos de demanda máxima a los de demanda mínima.

Figura 3. Porcentajes máximos de descuento en precio de bolsa

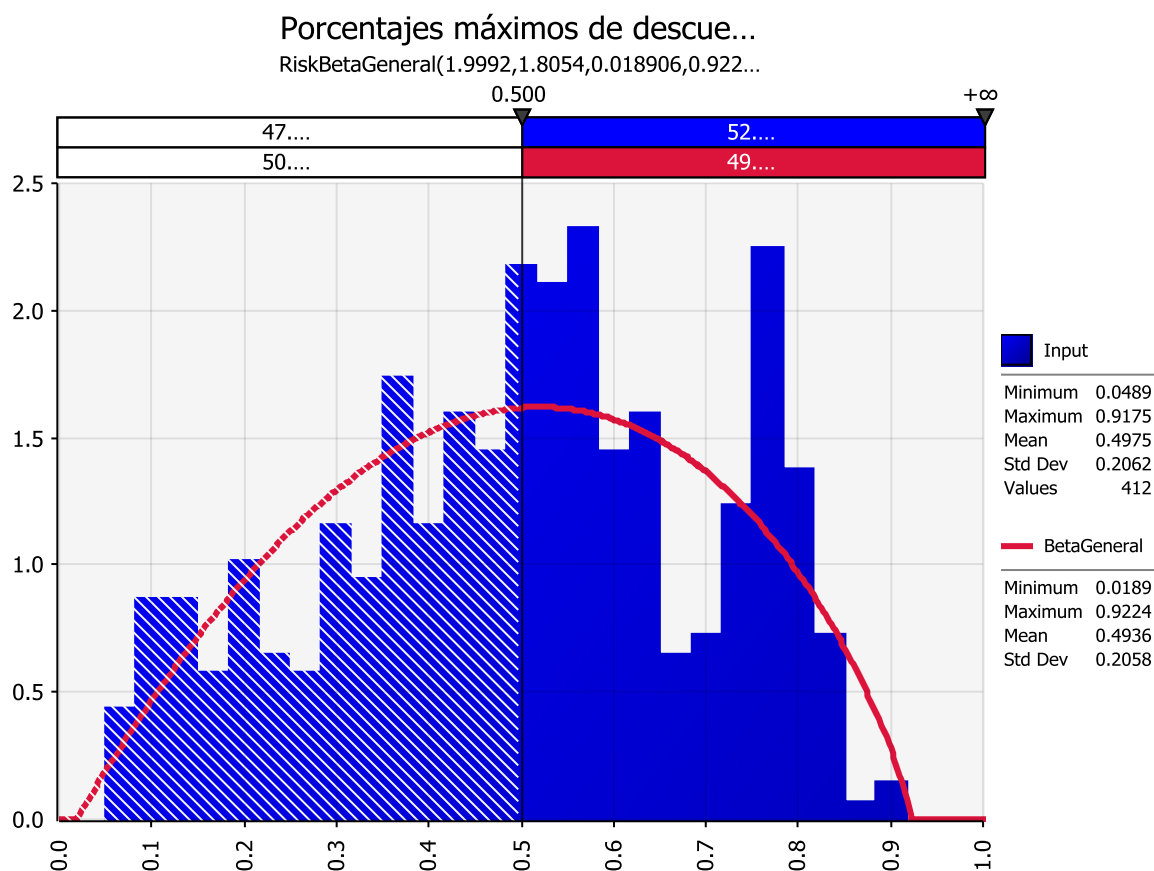


Fuente: XM, 2011.

En la figura se puede observar que los posibles ahorros obtenidos en la carga desplazada son superiores al 51% para el 50% de los días analizados.

La **Figura 4** muestra que los posibles ahorros tiene una distribución estadística Beta General, en la cual los beneficios superiores al 50% se obtienen para el 52,9% de los casos.

Figura 4. Distribución estadística de los porcentajes máximos de descuento



Fuente: XM, 2011.

Con base en esta información se puede concluir que para un usuario de energía eléctrica en Colombia los costos de suministro son mucho menores si realiza los consumos en los periodos de demanda mínima, y también se puede concluir que los costos de suministro son mucho mayores si realiza los consumos en los periodos de demanda máxima, evidenciando el comportamiento típico de un mercado marginalista.

Para evitar que los usuarios que son atendidos desde el sistema de distribución de energía por las empresas distribuidoras (Usuarios Regulados, UR), se vean afectados directamente en su factura mensual de energía por la variabilidad horaria y diaria de los costos de producción, en Colombia se tiene un sistema de tarifa regulada para ellos. Aunque en el corto plazo esta situación no es percibida por el usuario regulado, sí tiene un impacto importante en el mediano y el largo plazo.

Los usuarios que son grandes compradores de energía en el país son clasificados como Usuarios No Regulados –UNR– (CREG, 2009) del mercado de energía, tienen la alternativa de realizar las compras de energía a las empresas comercializadoras mediante contratos bilaterales que les permiten realizar negociaciones particulares para acordar la duración de los mismos, los precios de la energía transada y las alternativas de pago.

Considerando que la energía que se cobra a los usuarios parte de una tarifa plana las veinticuatro horas del día, el agente comercializador, para establecer una tarifa de venta en sus contratos, debe incluir entre sus cálculos una estrategia de cubrimiento de la incertidumbre, que en términos horario y estacional, por la naturaleza del negocio, tienen los precios de bolsa del mercado de energía.

Si los usuarios del servicio de energía eléctrica en Colombia conocieran los costos de la energía a nivel horario podrían adecuar sus procesos productivos y modificar su curva de carga diaria para evitar las compras de energía en horas con alto costo y así reducir la incertidumbre que actualmente se está viendo reflejada en el precio de los contratos con el comercializador de energía.

La intención de este trabajo de grado es buscar mecanismos para que el UNR sea impactado positivamente y pueda tener una posición más activa en la decisión de cuándo y a qué precio compra la energía, con base en las posibilidades de modificar sus patrones de consumo horario.

Esta propuesta sería de fácil implementación en Colombia, considerando la facilidad de incorporación de las redes inteligentes con el uso de equipos de medición avanzados y medios de comunicación adecuados para los UNR del mercado eléctrico colombiano, los cuales actualmente tienen disponible gran parte de la infraestructura requerida.

2 Marco conceptual: flexibilidad de la demanda

2.1 Definiciones

Para introducir el término de flexibilidad de la demanda se puede partir de la definición que la entidad reguladora de energía de Estados Unidos de América le da al concepto de respuesta de la demanda:

FERC “Definition of Demand Response: Changes in electric usage by demand-side resources from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity over time, or to incentive payments designed to induce lower electricity

use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized” (FERC, 2013).⁷

2.2 Alternativas de respuesta de la demanda por parte del consumidor

2.2.1 *Reducción del consumo de energía eléctrica*

La respuesta de un usuario se puede dar al reducir su consumo de electricidad durante las horas pico, o las horas de máxima demanda, cuando el precio de la electricidad es más alto, el sistema eléctrico es más propenso a presentar fallas y los riesgos operativos son mayores.

Adicionalmente, los consumidores pueden responder alterando los horarios en los que realizan sus actividades de mayor consumo de energía, desarrollando estas en momentos por fuera de horarios pico. Otra alternativa de respuesta y participación de la demanda en el mercado consiste en la autogeneración para atender parte o, en algunos casos, la totalidad de la energía requerida.

También puede considerarse la alternativa de instalar sistemas de bombeo y generación de energía con pequeñas centrales hidroeléctricas.

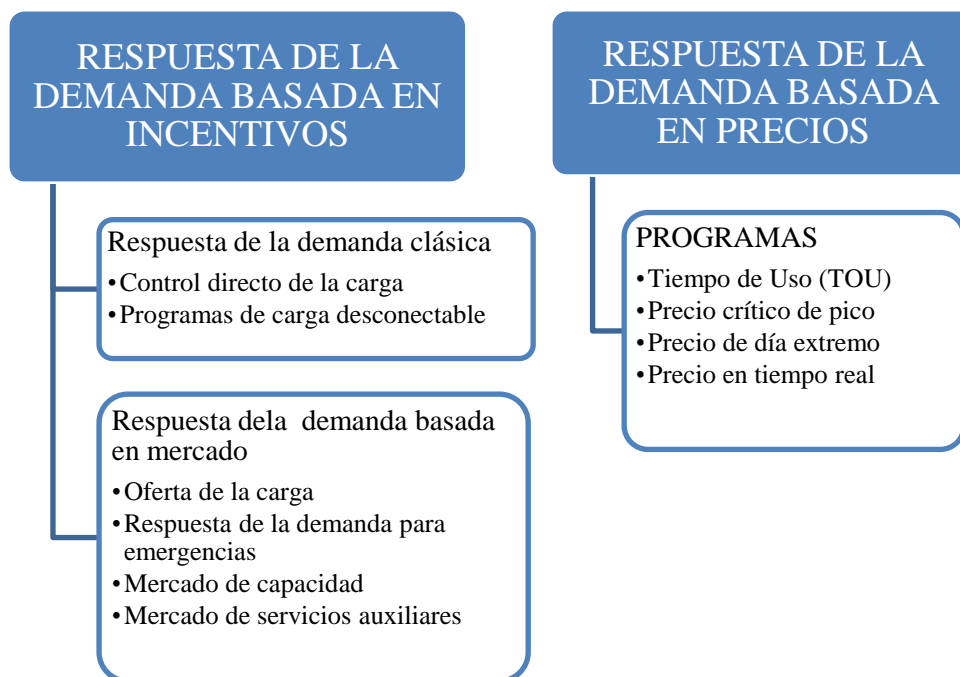
2.2.2 *Programas de respuesta de la demanda*

Los programas de gestión de la demanda están diseñados para fomentar la respuesta del usuario, incentivándolo a participar en el mercado de energía en la medida de su capacidad de adaptación de los consumos de energía para los casos en los que la operación del sistema eléctrico lo pueda requerir. Estos programas buscan otorgar beneficios a los usuarios que hagan parte de ellos, ofreciendo distintas alternativas de participación según el rol que el usuario desempeñe en el mercado, esto es, grandes UNR o pequeños consumidores. No obstante, la efectividad en la interacción entre los usuarios y las empresas operadoras de algunos de los programas de respuesta de la demanda depende de la disponibilidad de infraestructura de medición avanzada o medición inteligente.

⁷ “Definición de Respuesta de la Demanda de FERC: cambios en los patrones normales de uso de electricidad dado por los usuarios en respuesta a cambios en el tiempo al precio de la electricidad, o para incentivar pagos diseñados para motivar el menor uso de electricidad en momentos de altos costos del mercado o cuando esté amenazada la confiabilidad del sistema” [traducción del autor].

Los programas de respuesta de la demanda se clasifican en dos grandes categorías: Programas Basados en Incentivos –PBI– y Programas Basados en Precios –PBP–. La Figura 5 presenta los principales programas de respuesta de la demanda (Albadi & Saadany, 2008).

Figura 5. Programas de respuesta de la demanda



Fuente: Albadi & Saadany, 2008.

2.3 Beneficios de la respuesta de la demanda

A continuación se mencionan los principales actores beneficiados con la implementación de la respuesta de la demanda (Salazar & Martinez, 2012).

2.3.1 Mercado mayorista

Se pueden evaluar los beneficios asociados al mercado mayorista de electricidad en términos de la reducción del precio de la electricidad a través del uso eficiente y la optimización de los recursos del sistema eléctrico para generación y transmisión de energía eléctrica. Otro de los beneficios importantes de tener un sistema con respuesta de la demanda a los precios, es el impacto directo en la reducción de la necesidad de realizar inversiones para incrementar la capacidad de generación o de expansión del sistema de transmisión o la infraestructura de transformación.

2.3.2 *Confiabilidad del sistema eléctrico*

Un beneficio importante de contar con respuesta de la demanda es el mejoramiento de la confiabilidad del sistema eléctrico. Este es un beneficio que favorece a todos los usuarios del servicio, aunque no todos participen en los programas de respuesta de la demanda, ya que la continuidad del servicio está directamente relacionada con las condiciones del sistema, y mediante la reducción de carga durante periodos de demanda máxima es posible reducir el estrés en toda la infraestructura del mismo, minimizando considerablemente el número de eventos indeseables que ocurren como consecuencia de las condiciones críticas a las que se expone el sistema con frecuencia y que pueden provocar en él eventos de gran magnitud.

2.3.3 *Usuarios Regulados y No Regulados*

El conocimiento de cuándo y cómo se puede consumir energía de forma conveniente es uno de los factores principales que influye en la respuesta de los consumidores –tanto Usuarios No Regulados, UNR, como Usuarios Regulados, UR– a los precios de la electricidad, permitiéndoles generar ahorros en su factura de servicio eléctrico. Para todos ellos debe existir una remuneración económica y descuentos significativos en su cuenta de servicio o factura, que dependen de su desempeño en el programa del cual hagan parte.

2.3.4 *Medio ambiente*

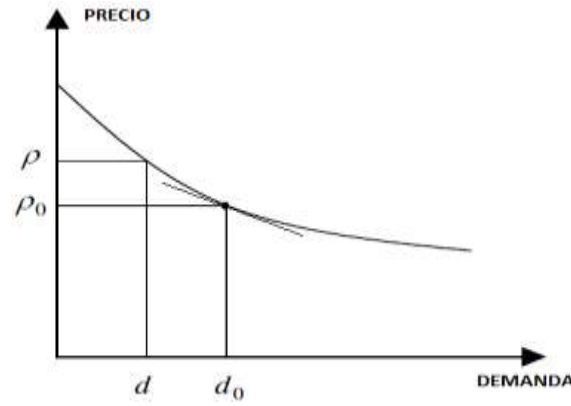
Gracias a la implementación de los programas de respuesta de la demanda, el consumo total de electricidad puede ser menor, y también podrá serlo el uso de plantas de generación térmica, que por el uso de combustibles fósiles producirán menores cantidades de dióxido de carbono –CO₂–, lo cual tiene un impacto positivo en la planeación de expansión del sistema, ya que se logran postergar los tiempos de construcción de la infraestructura de plantas de generación e interconexión con nuevas líneas de transmisión.

2.4 *Formulación de la elasticidad de la demanda*

La elasticidad de la demanda refleja el impacto que tiene la variación del precio en la cantidad demandada de un bien o servicio. En la actualidad, en términos generales, la demanda de energía eléctrica es inelástica, es decir que el consumo de energía es indiferente a la variación en el precio de esta. Los programas de respuesta de la demanda se implementan con el fin de generar un efecto elástico en la demanda y, de esta forma, lograr el aplanamiento de la curva de demanda y la reducción del precio de la energía, a través de la disminución o el desplazamiento de la demanda.

La elasticidad de la demanda es la relación porcentual entre la variación de la cantidad demandada y la variación del precio en un momento dado (Figura 6).

Figura 6. Curva típica de precio vs. demanda



Fuente: Albadi & Saadany, 2008.

La *elasticidad propia* refleja la sensibilidad de la demanda ante variaciones en el precio, considerando el precio en el mismo periodo de demanda. Matemáticamente, el coeficiente de elasticidad propia es expresado como:

$$\xi_{ii} = \frac{\Delta d(i) / d_0}{\Delta \rho(i) / \rho_0} \quad (1)$$

Con:

$$\begin{aligned} \Delta d &= d - d_0 \\ \Delta \rho &= \rho - \rho_0 \end{aligned} \quad (2)$$

En donde:

Dd : Variación en la demanda

Dp : Variación en el precio

d : Cantidad demandada

p : Precio que paga la demanda por unidad de energía

d_0, p_0 : representan un punto conocido de equilibrio entre demanda y precio

ξ_{ii} : Coeficiente de elasticidad de la demanda en el periodo de acuerdo con el precio en el mismo periodo.

2.5 Modelo económico de la demanda con elasticidad propia

Albadi & Saadany (2008) emplean un modelo económico de demanda que considera la participación del usuario como la retribución del beneficio económico que este obtiene por hacer parte de un programa de respuesta de la demanda; adicionalmente, los autores muestran la inclusión del coeficiente de elasticidad. El modelo mencionado es expresado como:

$$d(i) = d_0(i) \cdot \left[1 + \xi_{ii} \cdot \frac{(p(i) - p_0(i) + A(i) + pen(i))}{p_0(i)} \right] \quad (3)$$

En donde:

$d(i)$: Demanda del usuario en el periodo i [MWh].

$p(i)$: Precio de la electricidad en el periodo i [\$/MWh].

$B(d(i))$: Beneficio económico del usuario en el periodo i [\$].

$A(i)$: Incentivo por unidad demandada en i [\$/MWh].

$pen(i)$: Penalidad por unidad demandada en i [\$/MWh].

La ecuación anterior representa un modelo económico de demanda que considera la elasticidad propia de esta, así como los incentivos y las penalidades asociados a la participación del usuario en el mercado.

2.6 Experiencias de respuesta de la demanda

2.6.1 *Experiencias en Colombia*

En Colombia, las experiencias de respuesta de la demanda están circunscritas a las limitadas alternativas de exposición a los precios de bolsa que un comercializador le ofrece a los UNR, combinadas con la posibilidad de autogeneración o cogeneración de energía que tienen las grandes empresas y de que los volúmenes de compra o venta de energía puedan responder a los precios de la bolsa de energía.

2.6.2 *Experiencias internacionales*

2.6.2.1 Usuario final

A nivel internacional, la demanda flexible de los usuarios se puede representar en movimiento de cargas de horas de pico a horas de no pico, considerando, por ejemplo, la modificación de la temperatura de los termostatos para calefacción, la desconexión del aire acondicionado, la racionalización del uso de ascensores o el uso de plantas de autogeneración.

Es importante resaltar las experiencias internacionales en respuesta de la demanda que actualmente se encuentran en operación en países como España, Estados Unidos y Brasil, entre otros.

2.6.2.2 Experiencias internacionales - sensibilidad de la demanda de los usuarios residenciales

En términos generales se observa de la experiencia internacional que los usuarios residenciales son insensibles al precio de la energía.

La experiencia de la India, de Suiza y de Estados Unidos con usuarios residenciales demuestra que ellos son en términos generales insensibles al precio y que utilizan la energía cuando la requieren, independientemente de su costo (Filippini & Pachauri, 2004; Filippini 2011). No obstante, la sensibilidad de los usuarios residenciales al precio se puede manifestar en el largo plazo, por ejemplo en el cambio de electrodomésticos que usan de manera más eficiente la energía.

2.6.2.3 Experiencia internacional - agregadores de demanda para energía flexible

A nivel internacional se tiene buena experiencia en el manejo de la figura de “agregador de demanda” para prestar el servicio de integración de usuarios que están dispuestos a desconectar demanda por un incentivo en el precio.

Las entidades agregadoras de demanda realizan un contrato con el usuario final, que típicamente es un usuario industrial y comercial. El agregador le suministra al usuario los equipos de medición y control, y también realiza un contrato con las empresas distribuidoras o con el operador del sistema.

Particularmente para el mercado de servicios complementarios de PJM (Langbein, 2012), se utiliza el mecanismo que incorpora los “agregadores de demanda”; las empresas agrupadas pueden aportar respuesta de la demanda de alguna de las siguientes formas:

- Reserva sincronizada: capacidad de reducir el consumo de electricidad en diez minutos, ante la solicitud de PJM.
- Reserva del día anterior: capacidad de reducir el consumo de electricidad en treinta minutos, ante la solicitud de PJM.
- Reserva de regulación: capacidad de seguir la señal de respuesta de frecuencia del sistema de PJM, y por lo tanto de reducir o aumentar el consumo de electricidad en dos minutos.

La participación en el mercado es voluntaria; sin embargo, si un recurso es programado o solicitado la prestación del servicio es obligatoria.

Esta experiencia, en Estados Unidos de América (Energy Agency International, 2010), ha mostrado significativas ganancias económicas, pudiéndose evidenciar que, en algunos casos, con relativamente poca cantidad de respuesta de la demanda el precio del mercado puede reducirse un 50% con tan solo una respuesta del 5% de la demanda.

Se ha estimado que incorporar la respuesta de la demanda en el mercado de Estados Unidos de América ha permitido ahorros entre los diez y quince billones de dólares por año.

2.7 Costos asociados a los programas de respuesta de la demanda

Los costos asociados a los programas de respuesta de la demanda, en principio, están representados por la adquisición de la infraestructura de medición inteligente (AMI) y de sistemas de telecomunicación bidireccional para interactuar con las empresas suministradoras del servicio de energía eléctrica.

3 Método propuesto para incentivar la respuesta de la demanda en el mercado eléctrico colombiano

Luego de la identificación y estudio detallado de las diferentes metodologías de promoción de energía flexible en los mercados de energía, se realizarán cálculos de los posibles beneficios para los diferentes agentes del mercado eléctrico colombiano, para, finalmente, recomendar el esquema que mejor se adapta a este mercado.

A continuación se presentan algunos elementos de soporte para seleccionar un método de incentivo a la respuesta de la demanda en Colombia.

3.1 Fuentes de consulta del ejercicio de vigilancia tecnológica

3.1.1 Consultas

Luego de analizar diferentes bases de datos especializadas en consulta de publicaciones indexadas que están disponibles en la biblioteca de la Universidad EAFIT, se encuentra que la que presenta mejores resultados desde el punto de vista de cantidad y calidad es SCOPUS, la cual adicionalmente tiene disponible un módulo de análisis bibliométrico.

Para identificar los temas clave de consulta es necesario partir del título del trabajo de grado: “Método que incorpora flexibilidad de la demanda de grandes usuarios en Colombia para optimizar los costos del servicio de energía eléctrica”.

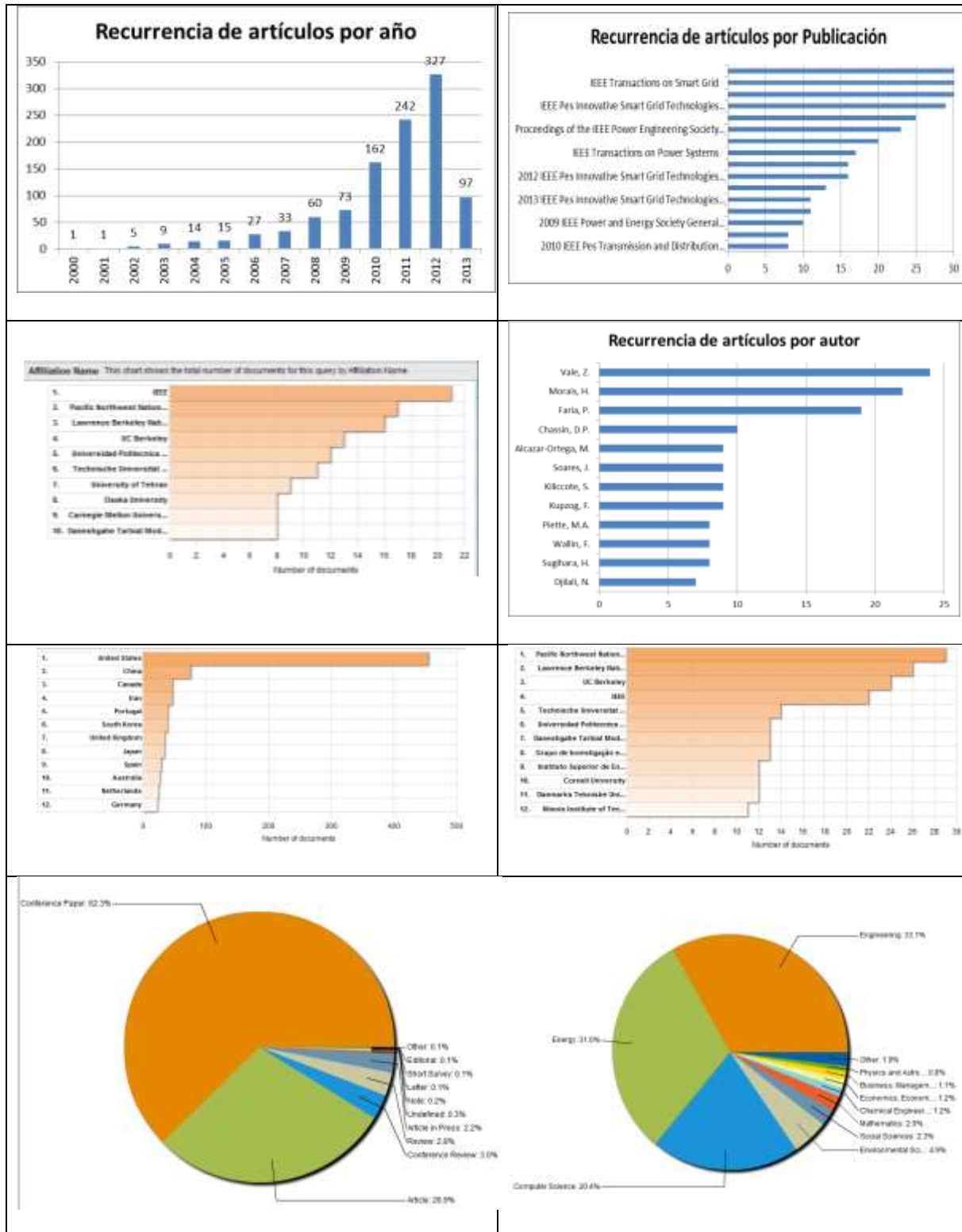
Los temas y las palabras clave son:

Demand response, energy, electric, peak price, flexible demand

Resultados de la búsqueda:

Consultando “demand response” and energy se obtienen 1.081 resultados, con las clasificaciones que se indican en la Figura 7:

Figura 7. Resultados del ejercicio de vigilancia tecnológica



Fuente: figura elaborada por el autor.

De las gráficas anteriores se puede concluir que:

1. El 78% de las publicaciones se realizaron entre los años 2010 y 2013.
2. 260 de las publicaciones se han realizado en el IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers).
3. Hay un grupo de investigadores de Portugal (Vale, Morais y Faria) que ha trabajado en el tema más desde el punto de vista de infraestructura.
4. Los países en los que más se ha publicado sobre el tema son Estados Unidos, China, Canadá, Irán, Portugal y Corea del Sur (en orden descendente).
5. La mayor cantidad de publicaciones son documentos de conferencias y artículos técnicos, y muy pocos artículos de economía y negocios (2,3%).
6. Las publicaciones se han realizado principalmente (84,5%) en las áreas de energía, ingeniería e ingeniería de sistemas.

3.1.2 *Análisis de pertinencia de las fuentes de consulta*

Tabla 1. Pertinencia de las fuentes de consulta

REFERENCIA	PERTINENCIA DE LA FUENTE
Barato, P. & A. Cadena (2011). “Benefits of implementing a demand response program in a non regulated market in Colombia” [Tesis de grado. Universidad de los Andes]. Bogotá.	Este documento realiza un análisis muy importante desde el punto de vista del corto plazo, que es el énfasis que tiene este trabajo de grado, donde se evidencian los beneficios de un programa de demanda flexible en Colombia; luego de realizar un análisis de una parte de los usuarios del sistema plantea una serie de trabajos y estudios complementarios que deben ser considerados a futuro.
Centolella, P. (2010). “The integration of Price Responsive Demand into Regional Transmission Organization (RTO) wholesale power markets and system operations”. <i>Energy</i> , Vol. 35. Núm. 4, pp. 1.568-1.574. Doi: 10.1016/j.energy.2009.06.046	Se presenta parte de las experiencias internacionales en el mercado de Estados Unidos de América, particularmente la experiencia de incorporación de los diferentes sistemas de regionales de transmisión (RTO).

REFERENCIA	PERTINENCIA DE LA FUENTE
Coutu, R. & E. Litvinov (2011). “ISO New England experience implementing demand response”. Power Systems Conference and Exposition (PSCE). IEEE/PES. Doi: 10.1109 / PSCE.2011.5772518.	Este documento presenta parte de las experiencias internacionales en el mercado de Estados Unidos de América. Particularmente, se muestran las experiencias en el sistema de Nueva Inglaterra.
CREG (1995). Resolución 025 de 1995. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Colombia.	Establece el reglamento para la operación y administración del mercado eléctrico colombiano. Para ampliar información visitar el sitio web: www.creg.gov.co .
CREG (2001). Resolución 26 de 2001. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Colombia.	Esta norma, del año 2001, crea las modificaciones al reglamento para la operación y la administración del mercado eléctrico colombiano estableciendo un único precio de oferta diario para los generadores de energía en Colombia. Para ampliar información visitar el sitio web: www.creg.gov.co .
Dan Yang, Y. Ch. (2009). “Demand response and market performance in power economics, Power & Energy Society General Meeting”. PES’09 IEEE. Doi: 10.1109/PES.2009.5275733. 1 – 6.	Este documento muestra un análisis económico del resultado de la implementación de los programas de demanda flexible presentados en IEEE.
OMEL (2011). “Formación de precios en el mercado mayorista diario de electricidad, mercado ibérico (España y Portugal y peninsulares)”. Disponible en: http://www.energiaysociedad.es/documentos/C2_Formacion_de_precios_en_el_mercado_al_contado.pdf .	Este documento muestra la buena experiencia de OMEL en España, en la cual se hace muy interesante analizar los procedimientos utilizados para incorporar la demanda y las ofertas variables dirigidas a optimizar los costos de la energía en el sistema peninsular español.
Gutiérrez, A. (2011). “Elasticidad precio-demanda de los Usuarios No Regulados en Colombia” [Tesis de Maestría en Economía, Universidad EAFIT]. Medellín.	Del análisis realizado con respecto a la flexibilidad de la demanda en Colombia, este proyecto de grado concluye que desde el punto de vista del mediano y el largo plazo, la demanda de Colombia es muy poco flexible, es decir, no tiene incentivos económicos para variar sus consumos de energía. Aunque esta tesis de maestría tiene muy buenos elementos de análisis desde el punto de vista de economía, su enfoque está en el mercado de mediano y largo plazo, y el trabajo de grado en desarrollo se concentrará en el corto plazo (veinticuatro horas).

REFERENCIA	PERTINENCIA DE LA FUENTE
Xiao, J.; J. Y. Chung; J. Li; R. Boutaba y J. W.-K. Hong (2010). “Near optimal demand-side energy management under real-time demand-response pricing”. <i>Network and Service Management (CNSM)</i> . Doi: 10.1109/CNSM.2010.5691349. 527 – 532.	El artículo presenta un algoritmo para optimizar los programas de gestión de la demanda de energía en respuesta al precio. Entre las ventajas sobresalientes se encuentran el suavizado de la curva de demanda, la reducción de costos y el manejo de la aversión al riesgo por parte de los consumidores. El algoritmo es fácil de implementar y eficiente en la escala de las grandes empresas.
Kim, Jin-Ho; Tae-Kyung Hahn, Kwang-Seok Yang (2009). “Roadmap for demand response in the Korean electricity market”. <i>Power & Energy Society General Meeting</i> . PES’09. IEEE. doi: 10.1109/PES.2009.5276027. 1 – 6.	Este documento muestra la experiencia de Corea en el tema de respuesta de la demanda. El gobierno de Corea, como responsable, desde el año 2001, de gestionar la respuesta de la demanda a los precios, emitió una hoja de ruta con visiones y con metas para el desarrollo de la respuesta y para facilitar recursos a la demanda, a fin de adaptarse a los enfoques basados en el mercado.
Kowli, A. & G. Gross (2010). “Quantifying the variable effects of systems with demand response resources”. <i>Bulk Power System Dynamics and Control (iREP) - VIII (iREP), iREP Symposium</i> . Doi: 10.1109/IREP.2010.5563260. 1 – 10.	Se propone un enfoque de simulación computacional eficiente para cuantificar los impactos de la respuesta de la demanda en el funcionamiento del mercado, el despacho de generación, el uso de la red de transmisión, el medio ambiente y otros efectos de las variables del sistema. Nos centramos en los efectos de las variables que son de interés en la planificación y los estudios de análisis de políticas. El documento es interesante porque la propuesta de demanda flexible puede apuntalarse o descartarse de acuerdo con los efectos colaterales que se puedan presentar.
Saffre, F. & R. Gedge (2010). “Demand-Side Management for the Smart Grid, Network Operations and Management Symposium Workshops (NOMS Wksp)””. <i>IEEE/IFIP</i> . Doi: 10.1109/ NOMSW.2010.5486558. 300 – 303.	El artículo relaciona el tema de demanda flexible con el tema de redes inteligentes (Smart Grids); muestra que la posibilidad de la demanda flexible está fuertemente ligada a la incorporación de redes inteligentes.
Walawalkar, R.; S. Blumsack; J. Apt & S. Fernands (2008). “Analyzing PJM’s economic demand response program”. <i>Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century</i> , IEEE.	Este documento presenta parte de las experiencias internacionales en el mercado de Estados Unidos de América. Se muestran las de las empresas NYISO –New York Independent System Operator– y PJM –Pensilvania, New Jersey y Maryland– hasta el año 2008. Del documento se pueden cuantificar los beneficios obtenidos con la penetración de prácticas de demanda flexible apoyadas de medición avanzada en los usuarios, y adicionalmente se discuten las predicciones de cubrimiento, cada vez más generalizado, de demandas flexibles en estos dos grandes mercados de los Estados Unidos de América.

REFERENCIA	PERTINENCIA DE LA FUENTE
Walawalkar, R.; S. Fernands; N. Thakur & K. R. Chevva (2010). “Evolution and current status of demand response (DR) in electricity markets: Insights from PJM and NYISO”. <i>Energy</i> . Vol. 35. Núm. 4, pp. 1.553-1.560. Doi: 10.1016/j.energy.2009.09.017.	Este documento presenta parte de las experiencias internacionales en el mercado de Estados Unidos de América; se muestran las de las empresas NYISO –New York Independent System Operator– y PJM –Pensilvania, New Jersey y Maryland– hasta el año 2010. Del documento se pueden cuantificar los beneficios obtenidos con la penetración de prácticas de demanda flexible apoyadas de medición avanzada en los usuarios, y adicionalmente se discuten las predicciones de cubrimiento, cada vez más generalizado, de demandas flexibles en estos dos grandes mercados de los Estados Unidos de América.
Zare, K.; M. P. Moghaddam y M. K. S. Eslami (2007). “Large consumer’s decision making to cost reduction in real time power market”, Universities Power Engineering Conference. UPEC 2007 42nd International. Doi: 10.1109/UPEC.2007.4468926. 89 – 92.	Este documento muestra un análisis económico del resultado de la implementación de los programas de demanda flexible desde el punto de vista de los grandes consumidores, que pueden ser los candidatos de mayor peso en la decisión en Colombia.
Barreda-Tarrazona, I.; M. A. García-Gallego, M. Pavan & G. Sabater-Grande (s. f.). “Demand response in experimental electricity markets. LEE and Economics Department” [Tesis de grado, Universitat Jaume I. Castellón]. España.	Concluye que los resultados sugieren que existe un margen para la implementación de los mecanismos de precios dinámicos activos en los mercados reales, ya que son rápidos y fáciles de aprender, y los consumidores podrían incluso preferirlos a los mecanismos dominantes actuales. Al mismo tiempo, se tiene mayor eficiencia de este sistema en comparación con los beneficios de los sistemas de precios fijos, tanto para el medio ambiente como para las empresas.
Andersen, F. M.; H. V. Larsen; M. Togeby <i>et al.</i> (2006) <i>Analyses of Demand Response in Denmark</i> . Dinamarca.	Analizando la respuesta de la demanda en Dinamarca, concluye de los dos análisis de eficiencia del mercado, que aumentar la flexibilidad de los consumidores implica menores precios de la electricidad y menores variaciones de precios, reduciendo el riesgo de los usuarios y realizando una cobertura de costos, y proporcionando a su vez señales de precios más correctas.

Fuente: tabla elaborada por el autor.

3.1.3 Análisis de fuentes de consulta

Del análisis realizado en las fuentes de consulta referidas a la flexibilidad de la demanda en Colombia se concluye que, desde el punto de vista del mediano y el largo plazo, la demanda de Colombia es muy poco flexible, es decir, no tiene incentivos económicos para variar sus consumos de energía (Gutiérrez, 2011).

Desde el punto de vista del corto plazo, que es el énfasis que tiene este trabajo de grado, Barato & Cadena (2011) elaboran análisis muy importantes que evidencian los beneficios de un programa de demanda flexible en Colombia y, luego de realizar un análisis de una parte de los usuarios del sistema, plantean una serie de trabajos y estudios complementarios que deben ser considerados a futuro.

Del análisis de vigilancia tecnológica realizado con respecto al tema en el ámbito internacional, se logró evidenciar el auge que este ha tenido en los Estados Unidos de América durante los años 2010 y 2011. Entre las experiencias internacionales en el mercado de este país, se destacan las de las empresas NYISO y PJM (Walawalkar *et al.*, 2010), en las cuales se pueden cuantificar los beneficios obtenidos con la penetración de prácticas de demanda flexible apoyadas de medición avanzada en los usuarios; adicionalmente, se discuten las predicciones de cubrimiento, cada vez más generalizado, de demandas flexibles en estos dos grandes mercados de los Estados Unidos de América.

También es evidente la buena experiencia de OMEL en España (OMEL, 2011), en la cual se hace muy interesante analizar los procedimientos utilizados para incorporar la demanda y las ofertas variables a fin de optimizar los costos de la energía en el sistema peninsular español mediante subastas oferta – demanda para cada una de las horas del día.

Barreda-Tarrazona (*et al.*) analiza la respuesta de la demanda en mercados eléctricos experimentales, y concluye que los resultados sugieren que existe un margen para la implementación de los mecanismos de precios dinámicos activos en los mercados reales, ya que son rápidos y fáciles de implementar, y los consumidores podrían incluso preferirlos a los mecanismos dominantes actuales. Al mismo tiempo, se tiene mayor eficiencia de este sistema en comparación con los beneficios de los sistemas de precios fijos, tanto para el medio ambiente como para las empresas.

Analizando la respuesta de la demanda en Dinamarca, Andersen (*et al.*, 2006) concluye, de los dos análisis de eficiencia del mercado, que aumentar la flexibilidad de los consumidores implica menores precios de la electricidad y menores variaciones de precios, reduciendo el riesgo de los usuarios y realizando una cobertura de costos, y proporcionando a su vez señales de precios más correctas.

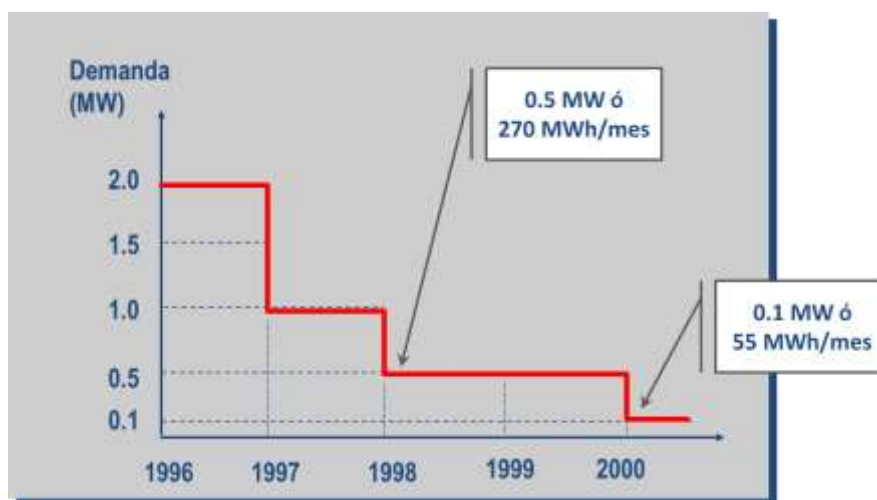
Suponiendo una elasticidad del precio de $-0,1$, y exponiendo a los consumidores a los precios horarios de Nord Pool, durante los años 2001 a 2004, podría haberse producido un beneficio anual de dieciocho millones de coronas danesas por año (tres millones de dólares por año). Este valor solo indica una referencia y debe tomarse con cierta cautela, ya que se basa en suposiciones simples. Los análisis realizados muestran que, con la actual estructura tributaria, las actividades de respuesta a la demanda deben centrarse en los grandes consumidores, consumidores posiblemente muy específicos, capaces de cambiar sus consumos respondiendo a los precios horarios.

3.2 Pertinencia del marco regulatorio colombiano

La reglamentación del mercado de energía en Colombia, que es establecida por la CREG, ha sentado las bases para poder incorporar un método de respuesta de la demanda para los UNR del mercado, que hoy representan el 32% del consumo de energía del país.

El crecimiento de la participación de los UNR en el mercado de energía mayorista (bolsa de energía) ha sido motivado por la reducción gradual que desde el año 1996 se ha hecho al valor mínimo de consumo de energía y potencia que se establece como requisito para participar como UNR en el mercado. La Figura 8 muestra la evolución desde 1996 del requerimiento de demanda para ser considerado UNR en la bolsa de energía.

Figura 8. Evolución del requerimiento de demanda para ser considerado UNR



Fuente: CREG, 2009.

Adicionalmente, la resolución CREG 179 de 2009, que modifica “los límites para contratación de energía en el mercado competitivo”, muestra las claras intenciones de las instituciones en Colombia de aumentar la participación de grandes usuarios en el mercado de UNR.

Para mejorar la respuesta de la demanda de los usuarios en Colombia, se requiere continuar incentivando la participación de los grandes usuarios en la bolsa de energía, mediante la figura de UNR.

3.3 Costos asociados a los programas de respuesta de la demanda para el caso colombiano

Como ya se dijo, los costos asociados a los programas de respuesta de la demanda tienen que ver especialmente con la adquisición de la infraestructura de medición inteligente y de los sistemas de telecomunicación bidireccional que permitan interactuar con las empresas suministradoras del servicio de energía eléctrica.

Particularmente para el caso colombiano, una medida que favorece la incorporación de métodos de flexibilidad de la demanda por parte de los grandes usuarios, es que hoy existen más de 5.000 UNR que ya tienen disponible esta infraestructura, y que por lo tanto no requieren incurrir en costos adicionales.

3.4 Valoración del método de respuesta de la demanda para Colombia

La valoración de un método de respuesta de la demanda para Colombia debe involucrar la ejecución de simulaciones de escenarios de operación y cálculos de beneficios para los diferentes actores del mercado; para ello es necesario utilizar información histórica de la situación presentada durante la operación del sistema eléctrico colombiano e información de los resultados de las transacciones del mercado de energía.

La información del mercado eléctrico colombiano que se utilizará para llevar a cabo las simulaciones, los cálculos y los análisis estadísticos será tomada de las bases de datos de información pública que maneja la empresa XM, siempre cuidando de no revelar información que pudiese afectar la imagen de alguna empresa o que pudiese crear ventajas competitivas entre los diferentes agentes del mercado.

Se realiza además un análisis de la información histórica de la curva de carga de consumo horario para diferentes días típicos para los UNR que conforman el mercado eléctrico colombiano.

Se hacen también análisis de las curvas de carga de los UNR que presentan los máximos consumos de energía mensual, particularizando en los consumos en las horas de pico diario y en la forma del perfil de carga diaria. De estos análisis se obtendrá información útil para determinar la flexibilidad de los grandes usuarios de la energía eléctrica en Colombia, es decir, su disponibilidad para modificar el patrón de consumo de energía horario con base en los cambios en el precio de bolsa horario.

3.5 Definición de las simulaciones

Con el objetivo de evaluar el impacto económico y de incorporar la flexibilidad de la demanda en los grandes usuarios del sistema eléctrico colombiano, se efectuaron simulaciones de las transacciones realizadas en la bolsa de energía que es operada por XM, cubriendo desde el proceso de despacho económico hasta la liquidación de las

transacciones económicas del mercado, en un día normal de operación, y creando los casos de simulación con el supuesto de que esos usuarios tienen los incentivos que motiven la respuesta del consumo horario a los nuevos costos de la bolsa de energía, para finalmente evaluar los beneficios económicos obtenidos por el sistema y por los usuarios. Para obtener los resultados se definieron las siguientes etapas:

- 1) Identificación de dos días de condiciones normales de operación, sobre los cuales se disponga de toda la información relacionada con el proceso de planeación, ejecución del despacho económico, operación y liquidación de las transacciones económicas del mercado.
- 2) Identificación de las curvas de carga diarias de los grandes UNR de energía, partiendo de los registros de los medidores de energía reportados a XM.
- 3) Mediante análisis de flexibilidad, establecimiento de las nuevas curvas de carga diaria de los grandes UNR, considerando, para el “CASO 1” de simulación, los valores estándar de flexibilidad por sector productivo, y para el “CASO 2” una flexibilidad del triple de los valores estándar. El “CASO BASE” considera las curvas de carga diaria sin modificaciones.
- 4) Ejecución de la simulación del proceso de despacho económico para los dos días seleccionados, teniendo en cuenta las nuevas curvas de carga nacional.
- 5) Ejecución del proceso de despacho ideal para establecer los nuevos precios de bolsa del sistema para los dos días en estudio.
- 6) Considerando los resultados del despacho normal del punto 1, se calculan las diferencias en costos de totales de producción del sistema para los dos casos nuevos del punto 5.
- 7) Considerando los resultados del despacho normal del punto 1, se calculan las diferencias en costos para los grandes UNR, para los dos casos nuevos del punto 5.

3.6 Simulaciones

3.6.1 *Selección de días por estudiar*

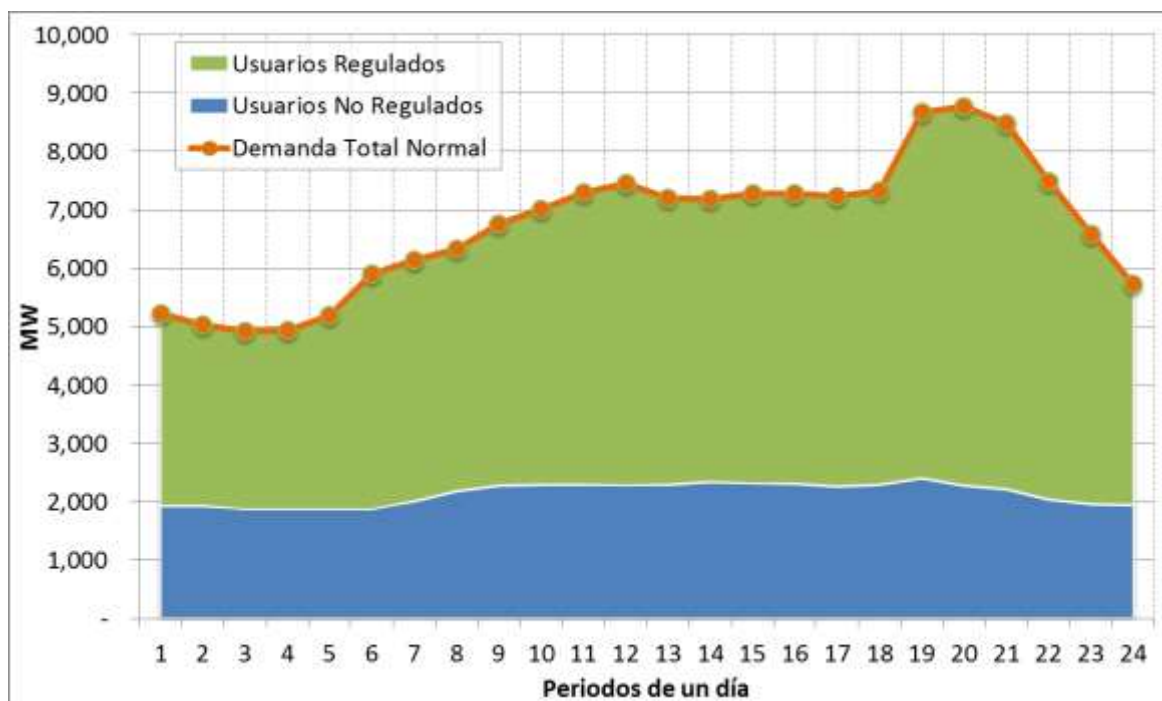
Se seleccionaron los días 16 de febrero y 7 de julio de 2011 como dos días que presentan condiciones normales de operación. El primer día corresponde a una temporada en que típicamente se presentan condiciones de hidrología alta, en la que se tiene buena disponibilidad de agua en los embalses para generar energía con bajos costos, mientras para el segundo día se presentan condiciones de hidrología baja.

3.6.2 *Desagregación de la demanda total por tipo de usuario*

Partiendo de los registros horarios de energía reportados por los medidores de los grandes usuarios a XM, se logra realizar la identificación de las curvas de carga horaria de los

grandes UNR de energía en Colombia. En la Figura 9 se muestran las curvas de carga presentadas durante uno de los días bajo estudio, diferenciando la demanda de los UR de la de los UNR, cuya suma completa la demanda total del sistema.

Figura 9. Curvas de carga por tipo de usuario para el día 16 de febrero de 2011



Fuente: figura elaborada por el autor.

3.6.3 *Análisis de flexibilidad de la demanda*

Para establecer las nuevas curvas de carga diaria de los grandes UNR es necesario utilizar los valores estándar de flexibilidad por sector productivo, los cuales se presentan en la siguiente tabla:

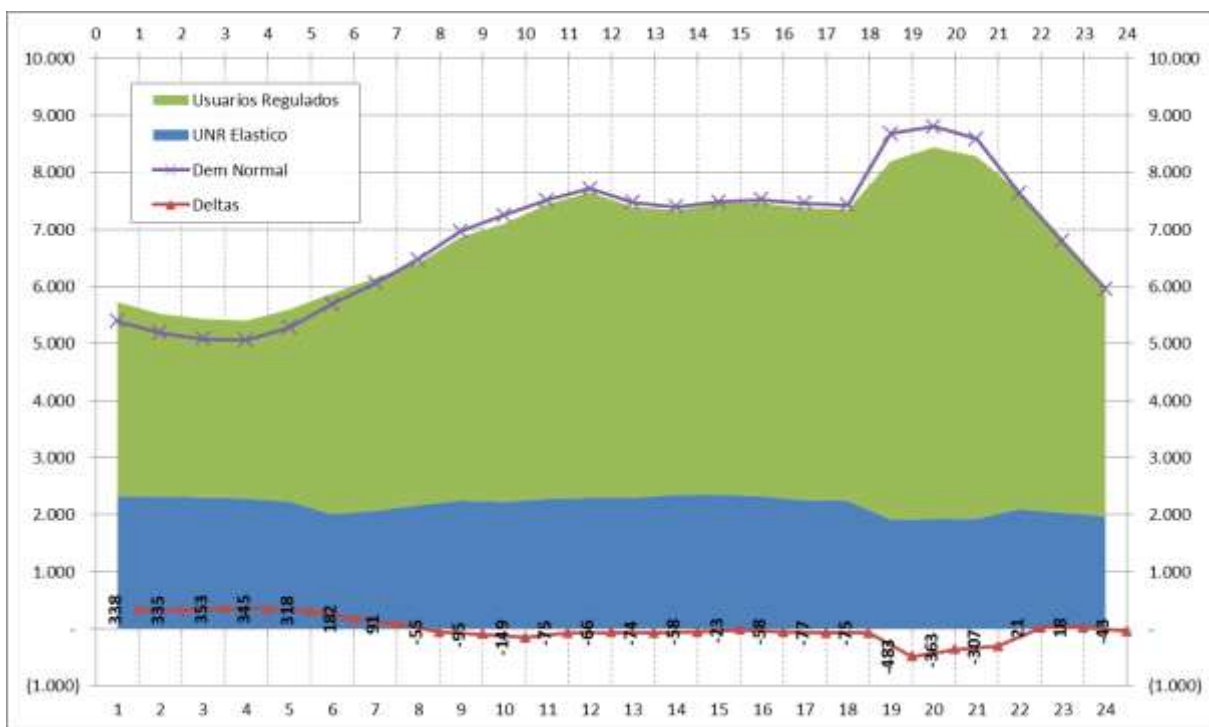
Tabla 2. Flexibilidad de la demanda por sector de la economía

Sector	Elasticidad
Textiles	0.16
Alimentos	0.16
Plásticos	0.16
Servicios públicos	0.02
Minería	0.02
Comercio	0.06
Industria de papeles	0.16
Manufactura	0.16
Transporte y comunicaciones	0.02
Metalmecánica	0.16
Agricultura	0.16
Finanzas	0.06
Educación	0.10

Fuente: Barato & Cadena, 2011.

Particularmente, para el CASO BASE se considera la demanda de energía real, para el CASO 1 de simulación se consideran los valores estándar de flexibilidad por sector productivo, y para el CASO 2 una flexibilidad del triple de los valores estándar. En la Figura 10 se presentan, para el caso del 7 de julio, las nuevas demandas del CASO 1, considerando la flexibilidad de la demanda de energía horaria a los precios de bolsa.

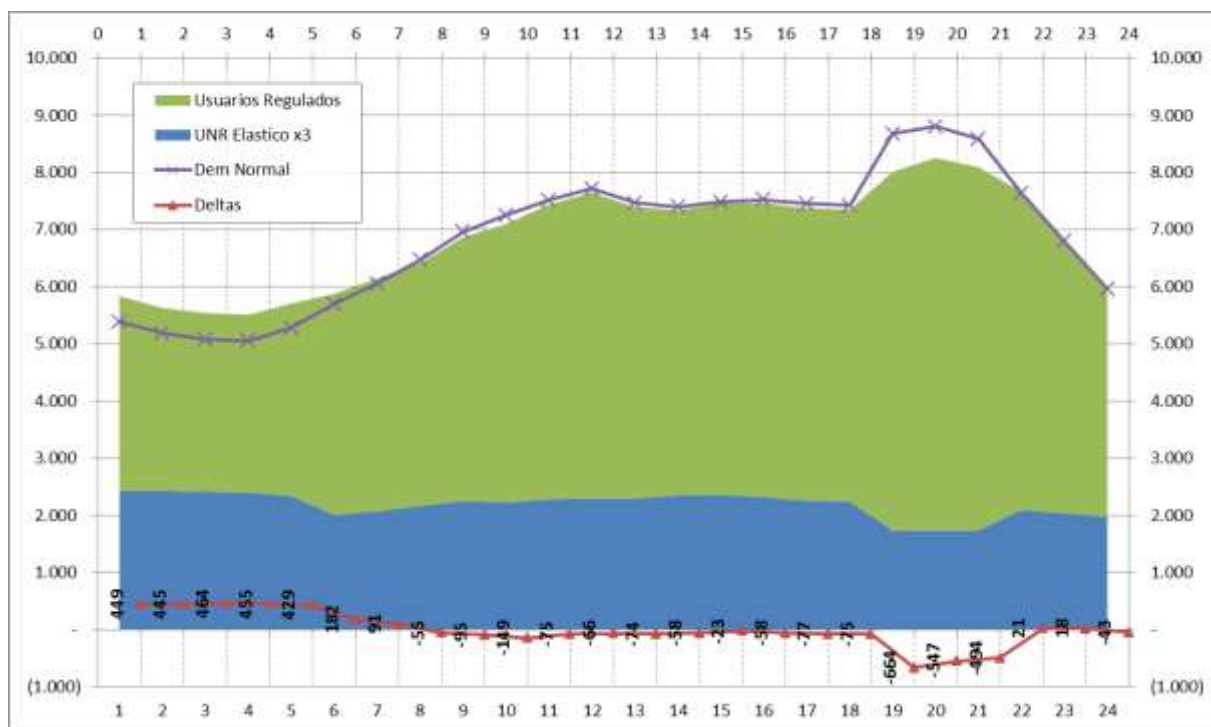
Figura 10. Nuevas demandas del CASO 1, considerando la flexibilidad del consumo



Fuente: figura elaborada por el autor.

Se puede observar el cambio en la forma de la curva de demanda de un día para los grandes UNR, la cual disminuye principalmente en los periodos de demanda máxima, periodos 19 a 21, y aumenta en los periodos de demanda mínima, periodos 1 a 6. Estos cambios se muestran en la gráfica como los “deltas”, que, particularmente para el periodo 19, representan una disminución de 483 MW, y para el periodo 3 representan un aumento de 353 MW.

Figura 11. Nuevas demandas del CASO 1, considerando el triple de flexibilidad del consumo



Fuente: figura elaborada por el autor.

En la Figura 11 se puede observar el cambio en la forma de la curva de demanda de los grandes UNR, considerando el triple de la flexibilidad estándar del consumo de energía horario, a los precios de bolsa. Se aprecian las disminuciones principalmente en los periodos de demanda máxima y los aumentos en los periodos de demanda mínima. Estos cambios se muestran en la gráfica como los “deltas”; para el periodo 19 representan una disminución de 664 MW, y para el periodo 3 representan un aumento de 464 MW.

3.6.4 Simulación de nuevos despachos económicos

Con las curvas de demanda modificadas de acuerdo con los dos casos de flexibilidad de los grandes UNR, se procede a ejecutar la simulación del proceso de despacho económico para los dos días seleccionados, incorporando las nuevas curvas de carga nacional.

Esta simulación tiene en cuenta todas las condiciones de optimización establecidas en la reglamentación vigente para el mercado eléctrico colombiano, que es establecida por la CREG y complementada por los acuerdos del Consejo Nacional de Operación –CNO–.

3.6.5 Simulación de nuevos despachos ideales

Similarmente a como se ejecutaron los despachos económicos, con las curvas de demanda modificadas de acuerdo con los dos casos de flexibilidad de los grandes UNR, se procede a ejecutar la simulación del proceso de despacho ideal para los dos días seleccionados, considerando las nuevas curvas de carga nacional.

3.6.6 Cálculo de costos y beneficios del modelo

A continuación se presenta el cálculo de los costos y los beneficios que se podrían obtener al tener una demanda flexible que responda a variaciones en los precios del mercado. A manera de ejercicio académico, únicamente se calculan los beneficios desde el punto de vista de costos de producción del sistema colombiano integrado y los beneficios para los grandes UNR.

3.6.6.1 Cálculo de nuevos costos totales de producción del sistema

Considerando los resultados del despacho ideal del CASO BASE, se calculan las diferencias en costos de totales de producción del sistema para los nuevos casos simulados.

En la siguiente tabla se presentan, en millones de pesos, para cada hora y para cada uno de los días analizados, los costos totales de producción del sistema; al lado derecho de la tabla se presentan los valores totales y las diferencias entre el CASO BASE y los casos 1 y 2, lo que indicaría los beneficios para el sistema colombiano integrado desde el punto de vista de costos de producción.

Tabla 3. Costos totales de producción del sistema y beneficios para los casos estudiados

16 Febrero	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24	Total M\$	Dif M\$	Dif %
CASO BASE	465	448	438	439	461	531	553	576	618	640	679	693	670	668	677	677	672	681	846	929	828	696	601	515	14.999		
CASO1	502	485	477	476	495	538	554	572	611	629	673	689	666	664	676	674	667	672	793	815	795	697	604	515	14.939	60	0,40%
CASO2	512	495	486	486	505	538	554	572	611	629	673	689	666	664	676	674	667	672	776	797	776	697	604	515	14.934	64	0,43%
07 Julio	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24	Total M\$	Dif M\$	Dif %
CASO BASE	189	181	178	177	185	201	214	230	341	718	744	764	740	732	741	745	738	264	859	872	850	271	239	210	11.381		
CASO1	202	195	190	189	197	207	217	228	247	703	737	757	732	726	739	739	730	261	811	836	820	276	240	209	11.187	193	1,70%
CASO2	206	198	195	194	201	207	217	228	247	703	737	757	732	726	739	739	730	261	794	817	801	276	240	209	11.155	226	1,99%

Fuente: tabla elaborada por el autor.

Para el caso del día 16 de febrero de 2011 se puede observar que los costos totales de producción del sistema bajan 60 millones de pesos (0,40%) al considerar una flexibilidad de la demanda estándar, y bajan 64 millones de pesos (0,43%) al considerar una flexibilidad de la demanda de tres veces el estándar.

Para el caso del día 7 de julio de 2011 se pueden observar diferencias superiores, ya que los costos totales de producción del sistema bajan 193 millones de pesos (1,70%) al considerar una flexibilidad de la demanda estándar, y bajan 226 millones de pesos (1,99%) al considerar una flexibilidad de la demanda de tres veces el estándar.

Suponiendo que al menos el 50% de los días hábiles del año tengan un comportamiento similar al modelado, con ahorros iguales al promedio de los cuatro valores calculados, esto es, 136 millones de pesos, podríamos estimar unos ahorros totales de 35.360 millones de pesos por año para el sistema eléctrico colombiano.

3.6.6.2 Cálculo de costos y beneficios para los grandes UNR

Para estimar una posible variación en costos que los UNR del sistema podrían tener, se está suponiendo que el 100% de las compras de energía realizadas por estos usuarios se efectúa en la bolsa de energía. Los UNR tienen previamente una buena estimación de los precios de la misma en términos horario, y esto representa una completa exposición a la variabilidad de tales precios. En la siguiente tabla se presenta el cálculo de los costos y los beneficios para los grandes UNR, en los mismos casos analizados.

Tabla 4. Costos y beneficios para los grandes UNR del sistema en los casos estudiados

16 Febrero	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24	Total M\$	Dif M\$	Dif %
CASO BASE	171	171	168	169	167	170	181	198	208	210	213	212	213	217	215	214	210	213	234	241	215	189	178	174	4.753		
CASO1	205	205	204	203	197	177	183	193	201	199	207	209	209	214	214	211	205	204	181	182	182	190	182	174	4.732	21	0,44%
CASO2	215	215	214	212	207	177	183	193	201	199	207	209	209	214	214	211	205	204	164	164	164	190	182	174	4.728	25	0,52%
07 Julio	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24	Total M\$	Dif M\$	Dif %
CASO BASE	69	69	68	68	67	64	70	79	115	235	233	234	235	238	235	236	231	82	238	226	221	74	71	71	3.531		
CASO1	82	82	81	80	79	71	73	77	81	220	220	227	227	233	233	230	223	80	190	190	191	76	72	70	3.392	139	3,93%
CASO2	86	86	85	85	83	71	73	77	81	220	226	227	227	233	233	230	223	80	172	172	172	76	72	70	3.358	173	4,89%

Fuente: tabla elaborada por el autor.

Para el caso del día 16 de febrero de 2011, se puede observar que los beneficios en la componente de la tarifa que corresponde a Generación, para los grandes UNR, son de 21 millones de pesos (0,44%) al considerar una flexibilidad de la demanda estándar, y de 25 millones de pesos (0,52%) al considerar una flexibilidad de la demanda de tres veces el estándar.

Para el caso del día 7 de julio de 2011 se pueden observar diferencias superiores, ya que los costos totales de producción del sistema bajan 139 millones de pesos (3,93%) al considerar una flexibilidad de la demanda estándar, y bajan 173 millones de pesos (4,89%) al considerar una flexibilidad de la demanda de tres veces el estándar.

Suponiendo que al menos el 50% de los días hábiles del año tengan un comportamiento similar al modelado, con ahorros iguales al promedio de los cuatro valores calculados, es decir, 89,5 millones de pesos, podríamos estimar unos ahorros totales de 11.635 millones de pesos por año para los grandes UNR que compren su energía en el sistema eléctrico colombiano.

3.7 Análisis de los resultados obtenidos

Para los casos de simulación estudiados, considerando que los UNR del sistema presentan un comportamiento flexible en respuesta a las variaciones en los precios del mercado de energía, se observan beneficios importantes.

En efecto, desde el punto de vista de costos de producción para el sistema colombiano integrado, en los diferentes días analizados se encontró que los beneficios podrían estar entre 60 y 226 millones de pesos por día, con un promedio de 136 millones de pesos, lo que podría representar un estimado de 35.360 millones de pesos en ahorros totales por año.

Desde el punto de vista de costos en la componente de la tarifa que corresponde a Generación, para los UNR del sistema, los beneficios podrían estar entre 21 y 173 millones de pesos por día, con un promedio de 89,5 millones de pesos, lo que podría representar un estimado de 11.635 millones de pesos en ahorros totales por año para los grandes UNR que compren su energía en el sistema eléctrico colombiano, suponiendo que el 100% de las compras de energía realizadas por estos usuarios se efectúa en la bolsa de energía.

Aunque los resultados presentados en este trabajo tienen propósitos meramente académicos, se espera que en la aplicación en casos prácticos los resultados tengan un comportamiento muy similar a los obtenidos en las simulaciones.

4 Conclusiones y recomendaciones

Considerando la reglamentación vigente para la operación del mercado de energía colombiano y analizando los diferentes métodos de respuesta de la demanda que están siendo estudiados, valorados y utilizados a nivel internacional, se puede concluir que, para Colombia, la incorporación del modelo que considera el Tiempo de Uso (TOU) con un buen estimativo del precio de bolsa en Tiempo Real y que incentive la participación de los usuarios en respuesta a una señal de precios, gracias a la flexibilidad de sus procesos productivos, representa grandes beneficios para todos los actores del mercado y no requiere de modificaciones a la reglamentación actual, ni inversiones en infraestructura para realizar la implementación.

La incorporación de este método de respuesta de la demanda puede representar beneficios importantes, como lo muestran los casos de simulación estudiados, teniendo en cuenta que los UNR del sistema presentan un comportamiento flexible como respuesta a las variaciones en los precios del mercado de energía en el corto plazo.

Como se advirtió, si bien los resultados obtenidos mediante las simulaciones tienen propósitos meramente académicos, se espera que la aplicación del método en casos prácticos tenga un comportamiento muy similar a los obtenidos en el estudio.

Las simulaciones mostraron que, desde el punto de vista de costos de producción para el sistema colombiano integrado, en los días analizados los beneficios podrían estar entre 60 y 226 millones de pesos por día, con un promedio de 136 millones de pesos, lo que podría representar un estimado de 35.360 millones de pesos en ahorros totales por año.

Desde el punto de vista de costos en la componente de la tarifa que corresponde a Generación, para los UNR del sistema los beneficios podrían estar entre 21 y 173 millones de pesos por día, con un promedio de 89,5 millones de pesos, lo que podría representar un estimado de 11.635 millones de pesos en ahorros totales por año para tales usuarios, suponiendo que el 100% de las compras de energía realizadas por ellos se efectúe en la bolsa de energía.

La aplicación del método que incentiva la participación de los usuarios en respuesta a una señal de precios es muy beneficioso para el mercado eléctrico colombiano, ya que incentiva a los grandes usuarios nacionales para que en el transcurso del día aumenten su consumo de energía eléctrica en las horas de menor demanda nacional, denominadas horas de valle, porque son la base de la curva de carga nacional, y para que por otro lado reduzcan los consumos de energía en los periodos de demanda máxima, en respuesta a los altos costos que se presentan en estos periodos, lo que finalmente representa una menor variabilidad de los consumos de energía diaria. El resultado final será lograr un aplanamiento de la curva de carga, que conlleva una optimización de los costos de producción de energía eléctrica en Colombia.

5. Referencias bibliográficas

- Albadi & Saadany (2008). “A summary of demand response in electricity markets”. *Electric Power Systems Research*. Vol. 78. Núm. 11.
- American Psychological Association (2010). *Publication manual of the American Psychological Association*. Washington.
- Andersen, F. M.; H. V. Larsen; M. Togeby *et al.* (2006). *Analyses of Demand Response in Denmark*. Dinamarca.
- Barato, P. & A. Cadena (2011). “Benefits of implementing a demand response program in a non regulated market in Colombia” [Trabajo de grado, Universidad de los Andes]. Bogotá.
- Barreda-Tarrazona, I.; M. A. García-Gallego; M. Pavan & G. Sabater-Grande (s. f.). “Demand response in experimental electricity markets. LEE and Economics Department” [Tesis de grado. Universitat Jaume I. Castellón]. España.
- CREG (1995). Resolución 025 de 1995. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Colombia.
- (2001). Resolución 26 de 2001. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Colombia.
- (2009). Resolución 179 de 2009. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Colombia.
- Energy Agency International (2010). “The Power to Choose, Demand Response in Liberalised Electricity Markets”. Disponible en: [http://www.schneider-electric.us: http://www.schneider-electric.us/documents/solutions1/demand-response-solutions/power-to-choose_2003.pdf](http://www.schneider-electric.us/documents/solutions1/demand-response-solutions/power-to-choose_2003.pdf). Consulta: mayo 1 de 2013.
- FERC (2013). Disponible en: <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/demand-response/dem-res-adv-metering.asp>. Consulta: mayo 1 de 2013.
- Filippini, M. & S. Pachauri (2004). “Elasticities of electricity demand in urban Indian households”. *Energy Policy*, pp. 429-436.

- Filippini, M. (2011). "Short and long-run time-of-use price elasticities in Swiss residential electricity demand". *Energy Policy*, pp.5.811-5.817.
- Gutiérrez, A. (2011). "Elasticidad precio-demanda de los usuarios No Regulados en Colombia" [Tesis de Maestría en Economía, Universidad EAFIT]. Medellín.
- Langbein, P. L. (2012). "Demand response participation in PJM wholesale markets". *Innovative Smart Grid Technologies*, pp.1-3.
- Lijesen, M. G. (2007). "The real-time price elasticity of electricity". *Energy Economics*. Vol. 29. Núm. 2, pp. 249-258.
- OMEL (2011). "Formación de precios en el mercado mayorista diario de electricidad, mercado ibérico (España y Portugal y peninsulares)". Disponible en: http://www.energiaysociedad.es/documentos/C2_Formacion_de_precios_en_el_mercado_al_contado.pdf. Consulta: mayo 1 de 2013.
- Salazar, C. y L. Martínez (2012). *Impacto de la respuesta en demanda en el flujo de potencia óptimo AC*. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.
- Uribe, B.; R. Mejía; M. Calad y U. Cuéllar (2011). *Guía para la elaboración de la propuesta de trabajo de grado*. Medellín: Univesidad EAFIT.
- Walawalkar, R.; S. Fernands; N.Thakur & K. R. Chevva (2010). "Evolution and current status of demand response (DR) in electricity markets: Insights from PJM and NYISO". *Energy*. Vol. 35. Núm. 4, pp. 1.553-1.560.
- XM (2011a). "Gestión Inteligente de sistemas de tiempo real". Disponible en: www.xm.com.co. Consulta: mayo 1 de 2013.
- (2011b). "Informe de administración y operación del mercado. XM.S.A.E.S.P". Disponible en: <http://www.xm.com.co/Informes%20Empresariales/InformesEmpresariales2011/InfoOP2011.pdf>. Consulta: mayo 1 de 2013.